

**SISTEMA ÓPTIMO DE GESTIÓN DE MICRO-REDES DISTRIBUIDAS  
GEOGRÁFICAMENTE QUE PERMITAN MAXIMIZAR LA VENTA DE  
ENERGÍA BASADOS EN PROGRAMAS DE RESPUESTA DE LA DEMANDA**



**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA  
SEDE QUITO**

**CARRERA:  
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de  
INGENIERO ELÉCTRICO**

**TEMA:  
SISTEMA ÓPTIMO DE GESTIÓN DE MICRO-REDES DISTRIBUIDAS  
GEOGRÁFICAMENTE QUE PERMITAN MAXIMIZAR LA VENTA DE  
ENERGÍA BASADOS EN PROGRAMAS DE RESPUESTA DE LA DEMANDA**

**AUTOR:  
ANDRADE GRANJA KATHERINE ALEXANDRA**

**TUTOR:  
EDWIN MARCELO GARCÍA TORRES**

**Quito, julio 2021**

Katherine Alexandra Andrade Granja

**SISTEMA ÓPTIMO DE GESTIÓN DE MICRO-REDES DISTRIBUIDAS GEOGRÁFICAMENTE QUE PERMITAN MAXIMIZAR LA VENTA DE ENERGÍA BASADOS EN PROGRAMAS DE RESPUESTA DE LA DEMANDA**

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2021

Ingeniería Eléctrica

Breve reseña historia e información de contacto.



**Katherine Alexandra Andrade Granja** (Y'1992-M'06). Realizó sus estudios de nivel secundario en el Colegio Femenino “Eugenio Espejo” de la ciudad de Quito, donde obtuvo el título de Bachiller en Ciencias Especialización Físico Matemático. Egresada de la Carrera de Ingeniería Eléctrica en la Universidad Politécnica Salesiana sede Quito. Áreas de interés: Generación distribuida, respuesta a la demanda, micro-redes, energía renovable. [kandradeg@est.ups.edu.ec](mailto:kandradeg@est.ups.edu.ec)

*Dirigido por:*



**Edwin Marcelo García Torres** (Y'1978 -SM10). Se graduó en Ingeniería Eléctrica en la Universidad Politécnica Salesiana y de Master en Gestión de Energía. Actualmente se encuentra trabajando para su doctorado en Ingeniería con la Universidad Pontificia Bolivariana. Área de interés: respuesta a la demanda, sistemas de automatización. Actualmente es miembro del Girei (Grupo de Investigación en Redes Eléctricas Inteligentes - Smart Grid Research Group). [mgarcia@ups.edu.ec](mailto:mgarcia@ups.edu.ec)

Todos los derechos reservados:

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con la autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos o investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

**DERECHOS RESERVADOS**

©2021 Universidad Politécnica Salesiana

QUITO - ECUADOR

## DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR

Yo, García Torres Edwin Marcelo declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación *SISTEMA ÓPTIMO DE GESTIÓN DE MICRO-REDES DISTRIBUIDAS GEOGRÁFICAMENTE QUE PERMITAN MAXIMIZAR LA VENTA DE ENERGÍA BASADOS EN PROGRAMAS DE RESPUESTA DE LA DEMANDA*, realizado por Katherine Alexandra Andrade Granja, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerado como trabajo final de titulación.

Quito D.M., julio de 2021



.....  
Ing. García Torres Edwin Marcelo

C.C.: 1803087400

## **CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR**

Yo, Katherine Alexandra Andrade Granja, con documento de identificación N° 1723089908, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del trabajo de grado/titulación intitulado: SISTEMA ÓPTIMO DE GESTIÓN DE MICRO-REDES DISTRIBUIDAS GEOGRÁFICAMENTE QUE PERMITAN MAXIMIZAR LA VENTA DE ENERGÍA BASADOS EN PROGRAMAS DE RESPUESTA DE LA DEMANDA, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito D.M., julio de 2021



.....  
Katherine Alexandra Andrade Granja  
C.C.: 1723089908

## 1. ÍNDICE GENERAL

1	INTRODUCCIÓN.....	2
1.1	Micro-redes en el Mundo .....	2
1.2	Sistema de gestión en los diferentes continentes .....	4
1.3	Mercados eléctricos a lo largo del mundo.....	6
2	MICRO-REDES.....	7
2.1	Generación fotovoltaica .....	8
2.2	Generación eólica.....	8
2.3	Banco de baterías .....	8
2.4	Generación CHP .....	9
2.5	Gestión de las micro-redes .....	9
2.5.1	Gestión de la demanda .....	9
2.5.2	Respuesta a la demanda .....	9
2.5.3	Modelos de mercados eléctricos .....	9
2.5.3.1	Modelo de mercado Pool .....	9
2.5.3.2	Modelo de mercado Spot .....	10
2.5.3.3	Modelo de contratos bilaterales .....	11
2.6	Normativa para la venta de generación distribuida en Ecuador.....	11
3	FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	11
3.1	Caso de estudio .....	12
4	ANÁLISIS DE RESULTADOS .....	14
4.1	Discusión.....	15
5	CONCLUSIONES.....	16
6	TRABAJOS FUTUROS.....	16
7	REFERENCIAS .....	17
7.1	Matriz de Estado del Arte .....	21
7.2	Resumen de Indicadores .....	24

## 2. ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Integración de MR1, MR2 y MR3 en el sistema de 9 barras de la IEEE .....	13
Figura 2. Características de la MR1 .....	13
Figura 3. Características de la MR2 .....	13
Figura 4. Características de la MR3 .....	14
Figura 5. Compra y venta de energía basado en programa de respuesta a la demanda de la MR1 .....	14
Figura 6. Compra y venta de energía basado en programa de respuesta a la demanda de la MR2 .....	14
Figura 7. Compra y venta de energía basado en programa de respuesta a la demanda de la MR3 .....	14
Figura 8. Compra y venta de energía total basado en programa de respuesta a la demanda .....	15
Figura 9. Potencia neta obtenida por las MR .....	15
Figura 10. Problema Propuesto .....	24
Figura 11. Formulación del Problema .....	24
Figura 12. Solución al problema .....	25



### **3. ÍNDICE DE TABLAS**

Tabla 1.- Precios Preferentes en (cUSD/kWh) .....	11
Tabla 2.- Seudocódigo .....	12
Tabla 3.- Potencia de venta de las MR.....	15
Tabla 4.- Potencia que deben comprar las MR .....	15
Tabla 5.- Matriz de estado del arte.....	21

# **SISTEMA ÓPTIMO DE GESTIÓN DE MICRO-REDES DISTRIBUIDAS GEOGRÁFICAMENTE QUE PERMITAN MAXIMIZAR LA VENTA DE ENERGÍA BASADOS EN PROGRAMAS DE RESPUESTA DE LA DEMANDA**

## **Resumen**

En la actualidad el avance de las energías renovables ha dado un paso importante para el desarrollo de los países del mundo, por tanto, es importante que exista un manejo óptimo de las micro-redes de esta manera se pueda obtener el máximo beneficio de los recursos renovables. El presente trabajo logra desarrollar un modelo que permite gestionar de manera óptima los recursos de las micro-redes, logrando obtener energía para satisfacer la curva de la demanda de un día laborable, además de obtener energía para vender a la red eléctrica; aplicando programas de respuesta a la demanda adecuados para este tipo de sistemas eléctricos, lo que conlleva a una mayor participación de las micro-redes a los mercados eléctricos. Cabe mencionar que para el desarrollo del trabajo las micro-redes son consideradas como plantas virtuales de energía eléctrica, de esta manera tendrán la capacidad de participar en la venta en el mercado eléctrico.

**Palabras Clave:** Generación distribuida, mercados eléctricos, micro-redes, óptima gestión, respuesta a la demanda.

## **Abstract**

At present, the advancement of renewable energies has taken an important step for the development of the countries of the world, therefore, it is important that there is an optimal management of the micro-networks in this way that the maximum benefit of the resources can be obtained. The present work manages to develop a model that allows to optimally manage the resources of the micro-networks, managing to obtain energy to satisfy the demand curve of a working day, in addition to obtaining energy to sell to the electrical network; applying adequate demand response programs for this type of electrical systems, which leads to a greater participation of the micro-grids in the electricity markets. It is worth mentioning that for the development of the work the micro-grids are considered as virtual electric power plants, in this way it will have the ability to participate in the sale in the electricity market.

**Keywords:** Distributed generation, electricity markets, micro-grids, optimal management, response to demand.

# 1 Introducción

En la actualidad, el nivel de desarrollo socioeconómico de los países a nivel mundial está relacionado de manera directa con el uso de la energía eléctrica; se utiliza para producir calor, generar movimiento, transformar la energía eléctrica en mecánica. Por tal motivo la electricidad se ha convertido en un tema de interés a tratar, ya que existe, en los aspectos cotidianos de producción de las personas y la sociedad [1]. Inevitablemente, el consumo de energía seguirá aumentando, lo que obligará a aumentar su generación, misma que está limitada por la reducción de las reservas de petróleo y el impacto ambiental [2].

Es de gran importancia conocer el significado de la micro-red inteligente, dado que es el tema central de estudio, en el presente documento científico se analizará, comprenderá y entenderá que es y cómo funciona una micro-red inteligente en [3] menciona que es un sistema de generación eléctrica bidireccional, el suministro del servicio eléctrico desde los proveedores hasta los consumidores; una de las principales ventajas de este sistema es la utilización de la tecnología favoreciendo a la integración de las fuentes primarias de generación de origen renovable como: la energía solar, eólica, banco de baterías y CHP con gas, de esta manera lograr reducir costos e incrementar la fiabilidad del sistema [4], [5].

El concepto de micro-red en [4] lo define como el conjunto de cargas y pequeñas fuentes de generación eléctrica que suministran energía a su sistema local. El concepto representa un nuevo modelo al definir la operación en la generación distribuida, además, se establece que para efectos prácticos la micro-red se la toma como una célula que puede ser controlada en el sistema eléctrico de potencia.

Por otro lado en [6] menciona que las micro-redes están conformadas por recursos energéticos distribuidos, elementos de

control y cargas, además de tomar a las micro-redes como pequeños sistemas eléctricos que cuentan con sistema de generación, distribución y carga. La integración de estos sistemas al SEP permite mejorar la confiabilidad.

## 1.1 Micro-redes en el Mundo

En América La universidad de Texas Arlington (UTA), posee tres micro-redes las cuales se pueden conectar a la red o pueden operar de manera isla. Disponen de barras en AC de 120V a 60Hz y de 24V en DC, consta de dos baterías de plomo ácido de 12V DC, mismas que se recargan a través de paneles solares y turbinas eólicas; las cargas están conectadas a la barra de AC. Esta micro-red es reconfigurable y puede ser controlada en tiempo real, tiene una capacidad de 2,76 kW; produce 1,2 kW por medio de las turbinas eólicas, 1,2 kW por celdas de combustible de membrana (PEM), además de poseer baterías de gel de platino de 1,4kW, generador a diésel de 6 kW y cargas programables de 3,6 kW [7].

El Instituto de Tecnología Shimizu (SIT) ubicada en nuevo México, diseñó una micro-red (MR) de pruebas en el año del 2010 consta de un generador a gas de 240 kW, baterías de plomo de 50 y 100 kW, planta fotovoltaica de 50 kW y una carga eléctrica de 400 kW. Además, la instalación cuenta con un sistema de gestión de energía para edificios BEMS y de un equipo que permite regular y controlar el suministro de energía [8].

En la región de América del Norte está instalada la micro-red BCTI por el Instituto de Tecnología de la Columbia Británica la capacidad de esta es de 1,2 MW, en este proyecto trabajan investigadores y servidores públicos en realizar pruebas de protocolos, desarrollar tecnología necesaria para manejar de manera fácil las microrredes. El proyecto consta de 2 turbinas eólicas de 5 kW, planta fotovoltaica de 300 kW, batería de litio de 550 kW, además consta de estaciones de

carga para vehículos eléctricos; así como cargas residenciales e industriales [8].

El Instituto de Tecnología de Illinois (IIT) con ayuda de la empresa Galvin Electricity implementaron una micro-red en todo el centro educativo, posee un generador de 4 MW, un aerogenerador y un sistema de batería de 500 kWh, la carga que posee este campus es de 9 MW, la micro-red posee un sistema SCADA con un controlador master, el cual permite controlar monitorizar y adquirir datos de todo el sistema [9].

En el país de Puerto Rico se tiene instalada una micro-red que contiene una planta de generación a gas, generación con residuos sólidos y plantas fotovoltaicas, el control que posee este sistema está dado por comunicación de radio y sistemas de comunicación de banda ancha [9].

En México se implementó la micro-red llamada sistema integrado de energía de la mesa del sol, que contiene una planta fotovoltaica de 50 kW, un generador de 240 kW, una celda de combustible de 80 kW y un banco de baterías [9].

Chile cuenta con una microred ubicada en Huatacondo localidad alejada de la ciudad, está conformada por generador a combustible diésel de 150 kW, paneles fotovoltaicos que siguen al sol de 22 kW, baterías de 170 kWh, generador eólico de 170 kW [10].

La Universidad de Sevilla España implementó una micro-red en donde su principal fuente de generación son plantas fotovoltaicas, debido a la incertidumbre que se tienen en cuanto al recurso solar el sistema tiene problemas de confiabilidad. El sistema esta interconectado a otras redes permitiendo una bidireccionalidad de flujo de energía, posee un sistema SCADA teniendo como principal elemento un PLC controlador lógico programable, este contiene tarjetas para adquisición de datos [9].

En Holanda está el Bronsbergen Holiday Park micro-grid, el sistema consta con una capacidad de generación instalada de 315 kW todo esto de una pequeña planta fotovoltaica

que consta de 108 paneles proporcionando energía para una demanda de 208 habitaciones vacacionales, el sistema posee como almacenamiento de energía un banco de baterías [10].

El proyecto The Residential Microgrid of Am Steinweg in Stutensee, se encuentra en Alemania esta micro-red está conformada por una planta fotovoltaica que genera un total de 35 kW, tiene baterías que pueden proveer de electricidad a 101 casas que están conectadas a este sistema [9].

Cesi Ricerca der test microgrid ubicada en Italia, este proyecto está conformado por varias fuentes de generación renovable además de contener cargas que se pueden controlar. Como principal objetivo esta micro-red se utiliza para el monitoreo de transitorios mediante técnicas de optimización [11].

Laboratory-scale microgrid system at National Technical University of Athens (NTUA) Grecia, micro-red de prueba posee dos plantas fotovoltaicas un aerogenerador y un banco de baterías que permite el almacenamiento de energía [9].

Uno de los primeros proyectos en cuanto a la construcción de micro-redes en Asia es Kyoto Eco-Energy, este sistema aporta al servicio público y se compone por motores de 400 kW, pilas de combustible de carbonato fundido (MCFC) de 250 kW, batería de plomo de 100 kW, una turbina eólica y dos plantas fotovoltaicas de 50kW cada una. Para abastecer la demanda de los servicios públicos se lo realiza por medio de controles y monitoreos remotos [11].

En China se instaló una micro-red independiente con una capacidad instalada de 100 kW en plantas fotovoltaicas, 210 kW en aerogeneradores, generador a diésel de 200 kW, tiene como respaldo un banco de baterías de 960 kWh, posee una arquitectura de control maestro-esclavo, el gran problema de este sistema es el alto costo de mantenimiento debido a la ubicación en la cual se encuentra [11].

Test microgrid at the Institution of Engineering and Technology ubicado en India, es una microred de laboratorio con una capacidad de 3,2 kVA a 415 V trifásico, contiene un generador, un rectificador y dos inversores [11].

Japón implementó el proyecto Hachinohe, esta micro-red consta de un generador, varias plantas fotovoltaicas, banco de baterías. Tiene contemplado controlar el despacho de generación cada tres minutos mientras que la planificación para el despacho de potencia se realizara segundo a segundo [11].

En Nepal existe el sistema de energía distribuida, el cual consta de 2200 pequeñas centrales hidráulicas las cuales suministran un total de 20 MW, proveen de servicio eléctrico aproximadamente a 200000 personas [9].

En la actualidad, existen varios mecanismos que pueden reducir los problemas anteriores, que incluyen: Red inteligente (RI), Generación distribuida (GD), Respuesta a la demanda (RD), entre otros [12]. El punto común antes mencionado es la red inteligente, que combina el sistema de energía tradicional (SEP) con las telecomunicaciones, logrando así una gestión dinámica y eficiente de la generación y carga de energía [13].

## **1.2 Sistema de gestión en los diferentes continentes**

En White Oak Estados Unidos el departamento de Honeywell opera una micro-red que permite administrar medicinas y alimentos. La implementación de ADR respuesta a la demanda automática ha sido clave para que este sistema opere reduciendo los costos por gasto energético, reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, para esto se ha utilizado de manera principal el calor y energías combinadas CHP. Los resultados de esta micro-red al implementar ADR son significativos evitando que en eventos como terremotos, tormentas y huracanes el

complejo White Oak siga operando de manera autónoma, el campus White suministra más energía a la empresa eléctrica local de la que consume, reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> de al menos el 30% [11].

Las principales fuentes de generación en el pasado fueron centrales hidroeléctricas y de gas natural debido a esto el gobierno dio paso a la construcción de centrales solares y eólicas. Aproximadamente el 90% de la generación fotovoltaica se dio por medio de financiación internacional apoyado por el gobierno, la instalación de parques eólicos fue en la Patagonia ya que este lugar se encuentra la mayor fuente de recursos eólicos. Para todo esto se crearon incentivos los cuales consistían en reducción de impuestos y tarifas especiales para el suministro de energía [14]. En la actualidad Argentina no posee leyes a cerca de la generación distribuida y micro-redes. Se están realizando estudios en las Universidades de este país para generar reglamentos de instalación, incentivos y las leyes para poder aplicar [14].

En Venezuela existe el Plan Nacional de Generación Eólica el cual ejecuto la construcción de 4 parques eólicos produciendo 175 MWh. El plan de siembra Luz construyo sistemas fotovoltaicos con baterías de respaldo con el objetivo de suministrar energía a escuelas, centros médicos, sistemas de purificación de agua en sectores de difícil acceso. El gobierno venezolano es el que se encarga de generar suministrar la energía eléctrica por medio de la empresa pública, la ley establece la autogeneración y el uso de fuentes de energía alternativa, lo que permite la creación de micro-redes en modo isla sin embargo, la energía producida por estos sistemas no puede venderse solo en casos excepcionales y la empresa pública deberá solventar el gasto [14].

La microred de Huatacondo cuenta con sistema de gestión que permite realizar ajustes en línea, elementos de generación lo

que minimiza los costos operativos, los factores a tomar en cuenta son: la demanda, el seguimiento al sol, los recursos renovables [10].

En Reino Unido se ejecutó un proyecto llamado Thames Valley Vision TVV, se implementó ADR a centros comerciales, con ayuda conjunta de BMS que son los sistemas de gestión propios de los edificios se logra reducir el consumo. Se regula la frecuencia en las unidades de tratamiento de aire, desconexión de luces en oficinas vacías, se desconecta las bombas de agua en lagos y esculturas ornamentales, los resultados de esta implementación fueron exitosos los 30 edificios que aceptaron la implementación de ADR tuvieron una reducción de costos, además son ellos los únicos que tienen el control total de los edificios [11].

España y Portugal son países interconectados que tiene un régimen especial para la generación distribuida en donde se utiliza únicamente fuentes de energía renovables, este tipo de regulación promueve el uso de energías renovables, reduce pérdidas de potencia en el sistema eléctrico, elimina proyectos innecesarios para lograr abastecer la demanda. La mayor producción de energía limpia proviene del viento, la energía eólica produce la capacidad instalada mayor parte del día, de esta manera la energía que vende España y Portugal es del 49.7% y el 53.7% respectivamente que pertenece al viento [14].

China es el país que consume más energía eléctrica a nivel mundial, el gran impacto que conllevara la implementación de fuentes de generación para poder satisfacer la demanda proyectada es un tema preocupante, por lo tanto, China busca implementar una respuesta la demanda automática ADR, esto a futuro lograría generar ahorros del 1% al 1,2%, al eliminar costos de construcción de nuevas centrales térmicas de carbón. El país asiático implementó un ADR piloto, varias empresas creyeron en este proyecto y brindaron su apoyo, la instalación de la ADR

permite avisar a los usuarios con un día de antelación cuando el sistema va a requerir reducciones de energía y las acciones para ejecutar este procedimiento se las da de manera automática. Este plan piloto está instalado en 2 centros comerciales, una biblioteca y dos industrias, cuenta con un servidor de automatización de respuesta a la demanda en la nube y una puesta de enlace OpenADR para la conexión a las cargas de los usuarios. El instituto Paulsen dio a conocer los resultados de este plan piloto obteniendo excelentes resultados, la carga industrial se vio reducida durante el periodo de máxima producción en un 7.7%, los centros comerciales lograron reducir la carga entre el 15% y el 20% [11].

En Nigeria el operador de servicio de distribución es el encargado de la operación la gestión del mercado y las ofertas de los agregadores de respuesta a la demanda DRA, el Operador de servicios auxiliares de micro-red es el encargado de contactar a los DRA de las micro-redes, de esta manera presenta las ofertas realizadas por el mercado, esto se realiza con un día o una hora de antelación, existen variaciones de recursos energéticos en cada sistema de generación distribuida, están aquellas que son controlables y despacharles y otras que son no controlables o no despacharles. El mercado de capacidad paga por adelantado a las ofertas que acepto de esta manera se asegura de tener una cantidad de potencia establecida para los momentos en que la demanda de los usuarios sea la máxima [15].

En la universidad de Abdelmalek Essaâdi de Morroco se desarrollará un sistema de gestión inteligente, controlando a los elementos de la micro-red de manera inalámbrica. Este proyecto se lo realiza para una planta fotovoltaica conectada a la red. La finalidad de este sistema es suministrar de energía a toda la universidad, la pequeña central cuenta con baterías de almacenamiento, es utilizada para brindar energía si existe un corte de la red y para que

los paneles fotovoltaicos alcancen su capacidad máxima, la micro-red entregará el 75% de la demanda que necesita la universidad [16].

### **1.3 Mercados eléctricos a lo largo del mundo**

En América del Norte los mercados eléctricos son tradicionales, es decir, los encargados son los operadores regionales de transmisión RTO, estas empresas están integradas verticalmente teniendo en cuenta que a los usuarios finales se suministra energía en base a precios regulados, estas se dan mediante negociaciones bilaterales. Los RTO gestionan la red y el mercado eléctrico, se estima que el 66% de la energía en Estados Unidos se maneja por operadores regionales, esto sucede también en Canadá, las empresas manejan y operan la energía como monopolios naturales. Estados Unidos tiene un estado que maneja de manera independiente el mercado eléctrico; California se maneja mediante el CAISO (Operador de Sistema Independiente de California) este mercado eléctrico se maneja diferente a los RTO toma en cuenta los datos técnicos que envían los generadores que poseen como: generación máxima y mínima, costos de arranque y generación, de acuerdo a esto se generan las ofertas diarias [17].

El mercado eléctrico en América Latina se maneja de distintas maneras ya que la inserción de fuentes de energía renovable es alta depende de la región, factores sociales, políticos y económicos. Existen tres grupos marcados los que manejan el mercado por medio de programas gubernamentales, los que realizan subastas de energía y los que llegan a acuerdos bilaterales entre empresas que suministran la energía y productores independientes de energía (IPP) [18].

AEMO es el Operador Australiano de Mercado de la Energía, es el encargado de manejar gestionar y operar el mercado eléctrico y cubre 6 estados, los estados que no cubren se manejan a través de empresas

verticalmente integradas que manejan contratos bilaterales. La manera en que AEMO maneja el mercado eléctrico es primero: calculando la demanda eléctrica después de esto los generadores tienen que realizar tres tipos de ofertas que son: por defecto, diarias y nuevas, de esta manera tenemos mercado diario, y mercado en tiempo real que vendrían a ser las ofertas nuevas. Las ofertas por defecto se generan como precaución si no se generan ofertas diarias se activa el mercado por defecto garantizando el suministro de electricidad [17].

El diseño del mercado eléctrico en Europa se estructura basado en la redistribución de generación, centrándose en la congestión una vez que se ha cerrado el mercado en las zonas en donde se realizaron las licitaciones, la forma de realizar esto es por medio del acoplamiento del mercado basado en el flujo. En la actualidad en Europa existe una gran inserción de energías renovables lo que implica que tanto la magnitud como la frecuencia de los eventos que producen congestión aumenten provocando una limitación fuerte en el comercio entre países [19].

La congestión que existe dentro de Europa y los flujos no previstos entre zonas fronterizas limita la capacidad de realizar un despacho económico aumentando pérdidas y reduciendo la eficiencia del servicio, motivo por el cual en 2015 seis países de Europa implementaron los mercados basados en flujos (FBMC), por sus siglas en inglés, al implementarse hace pocos años atrás se tiene poca referencia sobre este método; en [20] se estudia las consecuencias de manejar el FBMC, mientras que en el resto de la unión europea se utiliza el método de capacidad de transferencia neta (NTC), por sus siglas en inglés [21].

En la metodología NTC, se realiza el cálculo de la capacidad que se puede transmitir entre países fronterizos para ello se determina los límites de cada zona, mientras que en FBMC,

se determina la zona factible utilizando los resultados del cálculo de los flujos en cada zona sobre cada uno de los elementos críticos que posee el sistema; se debe resaltar que entre estos elementos se debe tomar en cuenta ramales y cortes de generación. El factor que surge al determinar el impacto en los elementos críticos es el factor de distribución de transferencia de potencia, lo que deriva a realizar el cálculo de flujo de potencia en corriente directa [20],[21].

La principal característica del FBMC es que puede acoplar diferentes mercados de electricidad, debido a esto la eficiencia económica tiene un aumento significativo, la capacidad de energía que se puede transmitir no solo depende de los acuerdos comerciales sino también de la capacidad de los flujos paralelos que resultan del comercio entre las zonas que pertenecen a este mercado. Los flujos paralelos son todos los caminos transfronterizos en los cuales se puede generar el intercambio de energía [22].

Al igual que en Latinoamérica existe una diversificación en el manejo del mercado eléctrico, como ejemplo tenemos a NEMS que es el Mercado Nacional de Electricidad de Singapur, gestiona la energía mediante el intercambio para el comercio de electricidad de esta manera las empresas generadoras ofertan su servicio cada 30 minutos [23].

En el Noreste de Asia existe una característica particular sobre el mercado eléctrico ya que va relacionado al mercado de carbono, en esta región se genera electricidad por medio de carbono por lo cual las emisiones de CO y CO<sub>2</sub> son un grave problema, por este motivo en [24] mencionan al CAC que es la Captura y Almacenamiento de Carbono, se tiene una visión de implementar fuentes de generación renovable logrando reducir el precio del carbono.

En Japón el mercado eléctrico se basa en el monopolio, en cada región del país existe una empresa eléctrica del estado que suministra la energía en su región, hay una restricción para estas compañías y es que no pueden estar

ligadas con las empresas como General Electric; hablamos de General Electric como un conjunto de empresas específicamente de 10 [25].

Turquía estableció en el 2001 la ley de mercado eléctrico (EML); en la cual se consiguió que exista un mercado eléctrico con igualdad de competencia con el fin de incrementar la eficiencia y asignación de recursos energéticos, eliminaron la restricción para que las generadoras privadas puedan participar, para ello deben obtener una licencia especial [26].

## 2 Micro-redes

La micro-red es una tecnología que permite suministrar energía eléctrica a una población, la característica principal de la MR es que, puede o no estar conectado a una red eléctrica para realizar el suministro de energía, además de permitir la bidireccionalidad entre MR y red eléctrica, surge como mecanismo para reducir el uso de los sistemas de distribución de electricidad convencionales. La MR integra energías renovables, bancos de almacenamiento de energía, medidores inteligentes; de esta manera se reduce pérdidas, además de mejorar la calidad del servicio en el suministro de energía [27]–[29].

Existen 3 tipos de micro-redes:

- Micro-redes Aisladas. – Este tipo de MR surge por la necesidad de abastecer de energía a lugares de difícil acceso, por tanto, solo depende de los recursos de la zona donde se localiza [27].
- Micro-redes AC y DC. - La generación de energía eléctrica, así como las cargas están conectados a una barra en AC, permite la conexión de la mayoría de generación distribuida, mientras que los sistemas DC están conectados a una barra AC mediante un inversor de corriente [28],[29].



- Micro-redes híbridas. - Al tener convertidores AC-DC multidireccional en su sistema; permite la conexión de varios tipos de generación, lograr una reducción en el proceso de conversión, además de facilitar la conexión de cargas AC-DC al sistema [30].

## 2.1 Generación fotovoltaica

La energía solar es aprovechada de gran manera para realizar procesos de generación de energía eléctrica, utilizando la irradiación proveniente del sol por medio de celdas fotovoltaicas se transforma la energía solar en eléctrica. Las plantas fotovoltaicas se dividen en dos grandes grupos los sistemas aislados y aquellos que se conectan a una red eléctrica. Los sistemas aislados son utilizados en lugares de difícil acceso, mientras que los sistemas que se puede conectar a la red pueden aportar energía al sistema eléctrico [31]. La energía que puede suministrar una planta fotovoltaica se lo puede calcular mediante (1).

$$E_F = \frac{Ir \times P_p \times PR}{G} \quad (1)$$

Donde:

- $Ir$  → Irradiación solar
- $P_p$  → Potencia pico
- $PR$  → Rendimiento energético
- $G$  → Coeficiente de radiación térmica

## 2.2 Generación eólica

La generación eólica aprovecha la velocidad del viento para producir electricidad, gracias a las variaciones de presión atmosférica que existe en la tierra, las variaciones de la presión atmosférica determinan la fuerza y velocidad del viento, existen factores como: el efecto Coriolis, la posición geográfica y las variaciones de temperatura, que influyen en la potencia total generada, la energía que

producen las plantas eólicas se puede calcular mediante (2) [32],[33].

$$E_w = \frac{1}{2} A \times \eta \times C_p \times \rho \times u^3 \quad (2)$$

Donde:

- $A$  → Área de las palas del generador
- $\eta$  → Eficiencia de la turbina
- $C_p$  → Coeficiente de máxima potencia
- $\rho$  → Densidad del aire
- $u$  → Velocidad del viento

## 2.3 Banco de baterías

Los bancos de baterías son primordiales para las energías renovables, las baterías almacenan la energía y puede ser suministrada en periodos en que, las generadoras solares o eólicas no lleguen a producir la suficiente energía que requiera el sistema. El proceso de carga de la batería se lo calcula mediante (3). En (4) se observa cuáles son las condiciones para que el banco de batería comience la carga, esto ocurre si la energía que genera la planta fotovoltaica y eólica sobrepasa a la requerida por la carga, por el contrario, si la energía producida por las plantas de generación no abastece la carga, las baterías suministran la energía restante, por tanto, comienza su descarga esta condición se aprecia en (5) [32], [34].

$$SOC(t) = SOC(t-1) \times \frac{E_w + E_s(t) - E_L(t)}{V_b \times C_b} \quad (3)$$

$$E_w + E_s(t) > E_L(t) \quad (4)$$

$$E_w + E_s(t) < E_L(t) \quad (5)$$

Donde:

- $V_b$  → Voltaje de las baterías

- $C_b$  → Capacidad del banco de baterías
- $E_W$  → Energía de las turbinas eólicas
- $E_S$  → Energía solar
- $E_L$  → Energía de la carga

## 2.4 Generación CHP

Las plantas de generación CHP (Combined Heat and Power), son plantas de cogeneración, se utiliza de manera eficiente la energía que produce el calor que se genera en el proceso de generación de electricidad. El uso de la energía térmica se da principalmente para calefacción de agua. En (6) y (7) se observa el cálculo de la potencia y energía de las plantas CHP [35],[36].

$$P_{BG} = \frac{TBG \times CV_{BG} \times \eta_{BG}}{860 \times hpd} \quad (6)$$

$$E_{BM} = P_{BG} \times fc \times h \quad (7)$$

Donde:

- $hpd$  → Horas por día de operación
- $\eta_{BG}$  → Eficiencia del sistema biogás
- $CV_{BG}$  → Valor calorífico biomasa
- $TBG$  → Generación total de biogás
- $fc$  → Factor de capacidad
- $h$  → Horas

## 2.5 Gestión de las micro-redes

### 2.5.1 Gestión de la demanda

La gestión de la demanda GD, es una metodología que permite planificar y gestionar de manera eficiente el suministro de energía eléctrica, logrando reducir costos en la entrega del servicio, además de controlar el ingreso a la red eléctrica de las fuentes de generación renovables, reduciendo la inestabilidad que se genera en el sistema ante el ingreso de dichas fuentes de generación [37]. Dentro de la DG se emplea la gestión de la carga GC, donde la empresa distribuidora ejecuta acciones para

suministrar de manera efectiva la demanda de la red, mientras que la respuesta a la demanda RD conlleva toda aquella acción que realice el usuario para reducir el consumo [38],[39].

### 2.5.2 Respuesta a la demanda

La respuesta a la demanda permite gestionar el suministro de energía al usuario, mediante la curva característica de la demanda se puede ingresar generación proveniente de la micro-red, de esta manera se puede ayudar a la red cuando este sobrecargada, aliviándola sobre todo en horas pico. El ingreso de generación distribuida a la red mediante la técnica de respuesta a la demanda ayuda a reducir el consumo de energía, además de evitar perturbaciones como sobretensiones o sobrecorrientes [40].

En la respuesta a la demanda se está involucrado el usuario final, el cual puede tomar acciones para reducir costos como, reducir el consumo de energía durante los periodos de demanda máxima, generar energía de manera autónoma [41],[42].

### 2.5.3 Modelos de mercados eléctricos

#### 2.5.3.1 Modelo de mercado Pool

El modelo tiene como característica principal que, el encargado de realizar las funciones concernientes del sistema y del mercado es exclusivamente de un organismo, el Pool, por lo tanto, está encargado de coordinar la operación de la infraestructura de la red eléctrica, además de la operación comercial y económica [43],[44].

La operación del modelo Pool dictamina que, entre las empresas que suministran la energía y los usuarios no debe existir ningún lazo comercial, de tal manera que la venta y la compra de energía eléctrica son establecidos por el operador de mercado, estableciendo una optimización de los costos totales del sistema. Los usuarios y empresas suministradoras ofertan mediante curvas de costo que son revisadas por el operador de mercado. Los operadores del sistema

comprueban que las ofertas sean factibles, realizan correcciones de ser necesario y determinan servicios auxiliares de ser imprescindibles [43],[44].

En cuanto las operaciones de generadoras, el despacho está determinado por el Pool determinando los precios Spot (8). Las generadoras pueden realizar despacho bajo una condición, el precio que oferta cada generadora debe ser menor al precio Spot. Si la empresa generadora que ganara el contrato no ingresa al sistema, esta deberá pagar a las empresas que la remplazaron tomando como referencia el precio Spot [43],[44].

$$Pt = f(t) + Xt \quad (8)$$

Donde:

$Pt$  → Precio del mercado  
 $f(t)$  → Función precios de la electricidad  
 $Xt$  → Proceso de Wiener

### 2.5.3.2 Modelo de mercado Spot

El mercado al contado o mercado Spot, funciona mediante mecanismos que motivan al diseño y construcción de nuevas y modernas centrales de generación, de esta manera se incrementa la confiabilidad y seguridad en el suministro eléctrico. En este mercado se maneja bajo contrato y se determina mediante los excedentes y faltantes, las empresas distribuidoras pueden vender o comprar energía eléctrica, se verifica el riesgo que se tiene al relacionar la operación del sistema con los excedentes o faltantes. Por tal motivo, las generadoras de gran capacidad, están obligadas a comprar en el mercado Spot, cuando el despacho de energía está por debajo de lo acordado en los contratos [43],[44]. En (9) se representa el cálculo del precio, mientras que (10) y (11) son las restricciones del problema.

$$\min z = \sum_{i=1}^n c_i g_i \quad (9)$$

$$\sum_{i=1}^n g_i = \text{demanda} \quad (10)$$

$$g_i^{\min} \leq g_i \leq g_i^{\max} \quad (11)$$

Donde:

$n$  → número de generadores  
 $g_i$  → potencia activa del generador  $i$   
 $g_i^{\min}$  → límite mínimo de  $g_i$   
 $g_i^{\max}$  → límite máximo de  $g_i$   
 $c_i$  → costo de producción  $g_i$

Las condiciones para que el resultado sea optimo viene dado por (12), (13) y (14).

$$\text{si } g_i^{\min} \leq g_i \leq g_i^{\max} \rightarrow c_i = \lambda \quad (12)$$

$$\text{si } g_i = g_i^{\max} \rightarrow c_i = \lambda \quad (13)$$

$$\text{si } g_i = g_i^{\min} \rightarrow c_i = \lambda \quad (14)$$

Donde:

$\lambda$  → costo marginal

La función de costos se encuentra en la ecuación (15), mientras que en la ecuación (16) representa el cálculo del costo marginal.

$$fc = cf + cv \times P + cv \times P^2 \quad (15)$$

$$cm = cv \times P + cv \times P^2 \quad (16)$$

Donde:

$cf$  → costo fijo  
 $cv$  → costo variable  
 $cm$  → costo marginal  
 $P$  → potencia

### 2.5.3.3 Modelo de contratos bilaterales

En este modelo ingresa un operador independiente del sistema, está encargado de la operación del sistema de transmisión, servicios auxiliares y sobre todo realiza una verificación en tiempo real del balance entre oferta y demanda [43],[44].

Una de las principales diferencias con el modelo Pool es que, el despacho de las generadoras se realiza mediante acuerdo entre los agentes, de esta manera se despacha la unidad de generación a la cual se contrató mas no a la que posee el costo marginal más bajo. Los clientes y las unidades generadoras no tienen ninguna obligación de relacionarse por medio de la bolsa de energía. Mediante los contratos bilaterales pueden establecer que generadoras ingresan a la red para suministrar de manera directa a sus usuarios. Los contratos bilaterales son revisados por los coordinadores de programación, los cuales están encargados de desarrollar y planificar el programa de generación, finalmente este organismo envía el plan al operador del sistema para comprobar si es factible [43],[44].

En este modelo tanto usuarios como empresas generadoras se ven obligadas a buscar por sus medios los precios en el mercado, la búsqueda se realiza por medio de la información que proporcionan las empresas que dependen de los organismos que regulan y comparan las ofertas. A diferencia del modelo Pool este genera ahorros debido a que, no se generan búsquedas de las ofertas [43],[44].

## 2.6 Normativa para la venta de generación distribuida en Ecuador

En Ecuador se maneja el mercado eléctrico mayorista (MEM), consiste en realizar contratos a plazos, mediante estos contratos se realiza un consenso para pactar la cantidad de energía y el precio entre los agentes que participan en los mercados eléctricos. También maneja el mercado Spot donde el costo marginal del sistema es la base para

establecer los precios de energía eléctrica, de esta manera se logra establecer condiciones para realizar un despacho económico [45][46].

El Arconel regula la calidad de la energía eléctrica en el punto de entrega al SNI, considerará los mismos parámetros establecidos para los generadores convencionales. Por otro lado, se acota que del total de la potencia instalada del SNI, únicamente el 6% de este valor podrá cubrirse con energía renovable no convencional (ERNC).

En las regulaciones del Arconel describe los criterios que deben tener las fuentes de generación no renovable no convencional cuya potencia sea mayor o igual a 100kW, y pequeñas centrales hidroeléctricas cuya potencia máxima sea 10 MW.

Los precios preferentes que tienen estas energías se pueden observar en la tabla 1, los precios se generan a partir de los contratos bilaterales o de subastas internas en el mercado mayorista, además se aprecia el tipo de central, el precio en el territorio continental y en la región insular o Galápagos.

Tabla 1. Precios Preferentes en (cUSD/kWh)

Centrales	Ecuador	Galápagos
	Continental	
Eólicas	9.13	10.04
Fotovoltaicas	40.03	44.03
Geotérmicas	13.21	0.35
Hidroeléctricas <= 10MW	7.17	
Hidroeléctricas de 10 a 30MW	6.88	
Hidroeléctricas de 30 a 50MW	6.21	

## 3 Formulación del problema

En el presente trabajo se propone desarrollar una metodología que permita realizar la gestión de micro-redes geográficamente distribuidas. La MR se considerará como una planta virtual de energía eléctrica, de esta manera tendrá la capacidad de participar en la venta en el mercado tipo spot, la gestión

estará focalizada en los recursos de las micro-redes, tomando en cuenta que se realizarán análisis en los sistemas de generación solar, generación eólica, banco de baterías y el sistema de cogeneración.

Se evaluará a la metodología en varios casos de estudio tomando en cuenta como restricción el costo de energía eléctrica en el mercado, la demanda máxima y el costo de producción de energía. Además, se tomará en cuenta la base de los precios reales de energía y la disponibilidad de los recursos primarios de energía, mediante la aplicación de varios programas de respuesta a la demanda se podrá extraer la máxima cantidad de energía de las micro-redes.

Para analizar la metodología propuesta se analizará varios casos de estudio los cuales permitirán evaluar y avalar la metodología, para esto se utilizará el sistema de 9 barras de IEEE, donde se integrará la MR en varias barras del sistema de manera aleatoria, la MR se manejará como una Virtual Power Plant.

Tabla 2. Seudocódigo

**Algoritmo para el despacho óptimo de base de la respuesta a la demanda**

---

Lectura de datos: Demanda, Radiación solar, recurso eólico.

Paso 1: *Calculo de generación distribuida*  
Fv=solar  
W=eólica  
Bess=baterías  
CHP=cogeneración

Paso 2: *Realiza las decisiones*  
If L >= 4 horas L <= 8  
RD1=1  
else  
If L >= 15 horas L <= 19  
RD1=1  
else  
RD1=0  
End if  
End if  
if L >= 4 horas L <= 9  
BT=1  
else  
if L >= 15 horas L <= 23  
BT=1  
else  
BT=0  
End if  
End if

---

---


$$x = \min_x f^T x \text{ such that } \begin{cases} A \cdot x \leq b, \\ Aeq \cdot x = beq, \\ lb \leq x \leq ub, \end{cases}$$

Paso 3: *Designación de manera óptima de recursos*

Micro-red 1= Fv1+Bess1+Red1+CHP1+W1  
Micro-red 2= Fv2+Bess2+Red2+CHP2+W2  
Micro-red 3= Fv3+Bess3+Red3+CHP3+W3

Paso 4: *Compra y venta de energía*

VE=generación-demanda  
CE= generación-demanda

Paso 5: *Calculo de máxima potencia*

Vpp=Σ MR(i)

Paso 11: *Grafica de Compra y venta de energía*  
Grafico

---

La tabla 2 representa el pseudocódigo utilizado para cumplir con los objetivos del presente trabajo.

### 3.1 Caso de estudio

Se tendrá 3 casos de estudio en donde, para el primer caso se evaluará cual es la potencia máxima que pueden vender las micro-redes al sistema en el horario de las 5 am, siendo este el horario de demanda mínima. El segundo caso de estudio se evaluará la venta de la potencia de las micro-redes en el horario de demanda media, es decir en el rango horario comprendido de 6 hasta las 18 horas. Como caso de estudio final, se evaluará la venta de potencia en el horario de demanda máxima para este caso el rango horario va desde las 18 hasta las 21 horas. La curva de la demanda a la cual deben satisfacer cada una de las MR, pertenece a la demanda de un día laborable, el resto de potencia producida se podrá vender a la red, en caso de ser necesario y que no se abastezca de la suficiente potencia, las MR deberán comprar potencia a la red.

Las 3 micro-redes se integrarán al sistema de 9 barras de la IEEE como se observa en la figura 1, además las 3 MR generaran 10 MW las características propias de cada sistema se detallan más adelante. La micro-red 1 (MR1) estará conectada a la barra 5, la micro-red 2 (MR2) se enlazará a la barra 7 y por último la

micro-red 3 se conectará al sistema por medio de la barra 9, de esta manera se generará la bidireccionalidad para poder entregar y recibir potencia dependiendo los requerimientos de las MR y del sistema eléctrico.

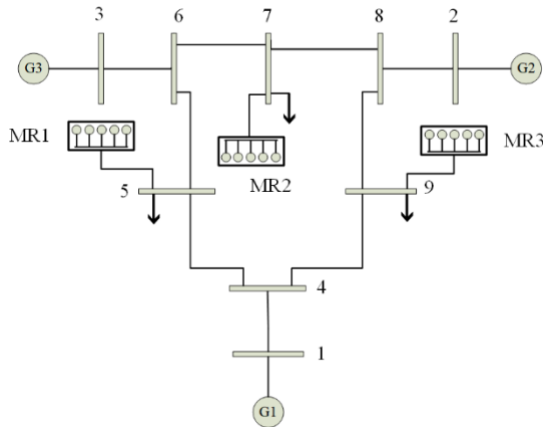


Figura 1. Integración de MR1, MR2 y MR3 en el sistema de 9 barras de la IEEE.

Cabe mencionar que se utilizó un programa de respuesta a la demanda llamado pico crítico en las 3 micro-redes, el programa de pico crítico conlleva a la asignación de precios excesivamente elevados en situaciones críticas de operación de un SEP, de esta manera se logra maximizar la venta de potencia, gestionando de manera óptima a las MR cumplido uno de los objetivos planteados en el trabajo.

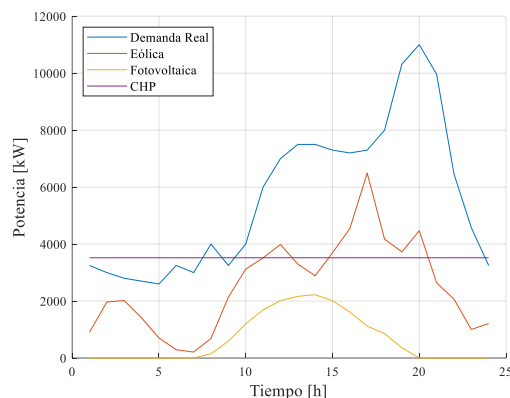


Figura 2. Características de la MR1

La figura 2 representa las características de generación de la MR1 a lo largo del día, tomando en consideración los diferentes

recursos como el solar y eólico, la MR1 generará un total de 10 MW y está integrada por una planta fotovoltaica la cual genera 2 MW, además, está representada por la curva de generación de color amarillo; se puede observar que la hora de máxima generación es a las 12 pm. Una planta eólica también conforma la microred proporcionando 3 MW, la curva de generación está representado de color rojo. La microred tendrá un banco de baterías el cual brindará a la MR 0.6 MW finalmente, también se conformará por generación CHP aportando al sistema 4.4 MW.

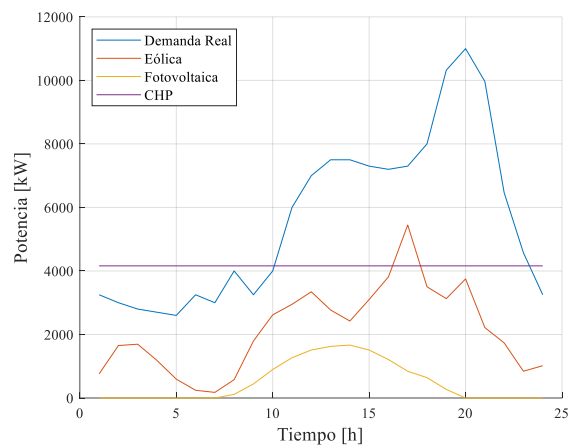


Figura 3. Características de la MR2

En la figura 3 se puede observar la distribución de generación eléctrica por parte la MR2 durante las 24 horas del día, además que esta MR generará 10 MW, la MR2 se conformará de plantas fotovoltaicas y eólicas con un aporte de 1.5 y 2.5 MW respectivamente, las curvas de generación se encuentran de color amarillo para la generación fotovoltaica y de color rojo para la eólica, además posee banco de baterías y generación CHP con un aporte de 0.8 y 5.2 MW respectivamente.

Las características de la MR3 se observan en la figura 4 la microred generará y aportará al sistema con 10 MW, contará con generación fotovoltaica, eólica y CHP aportando al sistema con 2, 1.5 y 6 MW respectivamente, las curvas de generación se pueden observar en la figura 4, tendrá

aportación de potencia de un banco de baterías con 0.5 MW.

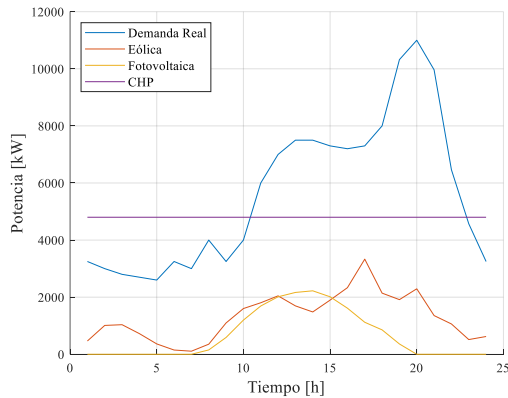


Figura 4. Características de la MR3

## 4 Análisis De Resultados

Una vez que se realizó la gestión de los generadores que componen la micro-red mediante el programa de respuesta a la demanda se obtiene las máximas potencias en cada una de las micro-redes propuestas, además se presentan las potencias totales y de cada una de las MR en los diferentes casos de estudio (horas de demanda máxima, media y mínima), a continuación, se presenta los resultados obtenidos.

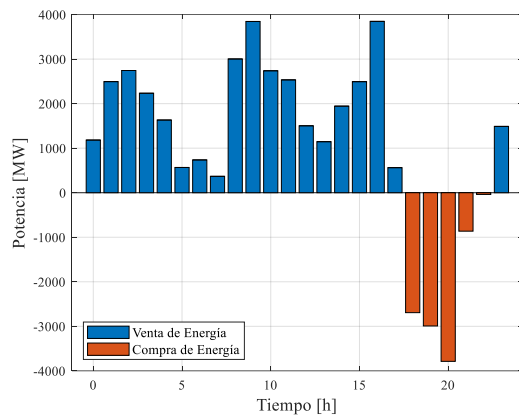


Figura 5. Compra y venta de energía basado en programa de respuesta a la demanda de la MR1

En la figura 5 se puede observar la potencia que puede vender las MR1 y la potencia que debe comprar a la red para abastecer la demanda durante las 24 horas, como se observa en el horario de demanda máxima la MR debe comprar potencia a la

red, mientras que, en el horario de demanda mínima y media la MR puede vender potencia a la red. De acuerdo a la gráfica la MR1 requiera de una gran cantidad de potencia en la hora 20 que donde llega la demanda llega a su punto máximo.

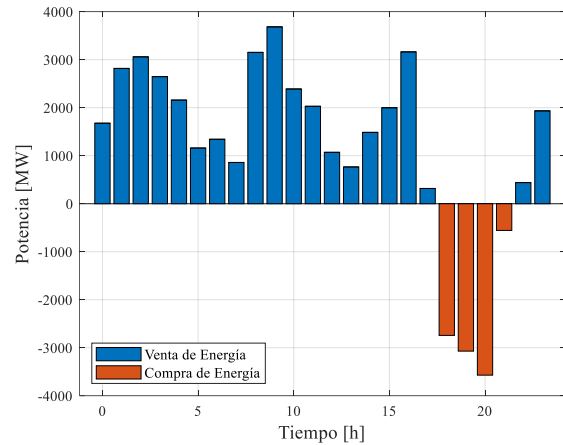


Figura 6. Compra y venta de energía basado en programa de respuesta a la demanda de la MR2

En la figura 6 se puede observar la cantidad de potencia que puede vender la MR2 a lo largo del día, así como también la potencia que requiere comprar la MR para llegar a suministrar la demanda propia. En cuanto a las horas de demanda máxima la MR2 debe comprar potencia a la red, siendo la hora 20 donde más requiere de potencia la MR, mientras que en las horas de demanda media y mínima existe la opción de venta de potencia al sistema.

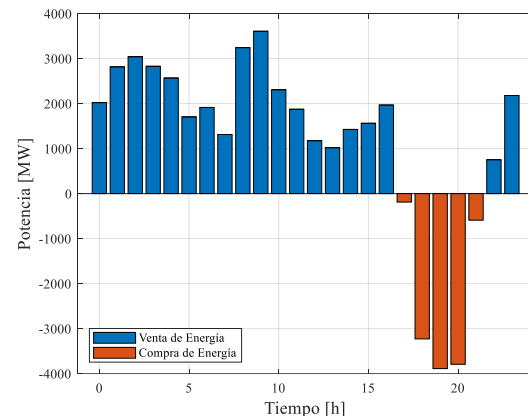


Figura 7. Compra y venta de energía basado en programa de respuesta a la demanda de la MR3

La potencia que puede vender la MR3 a la red, así como la potencia que debe comprar durante las 24 horas se puede apreciar en la figura 7, existe gran cantidad de potencia disponible en las horas donde la demanda que existe es mínima y media, mientras que en las horas de demanda máxima la MR requiere comprar potencia a la red, para esta MR en particular en las horas 18, 19 y 20 del día requiere una gran cantidad de potencia la cual debe comprar al sistema eléctrico.

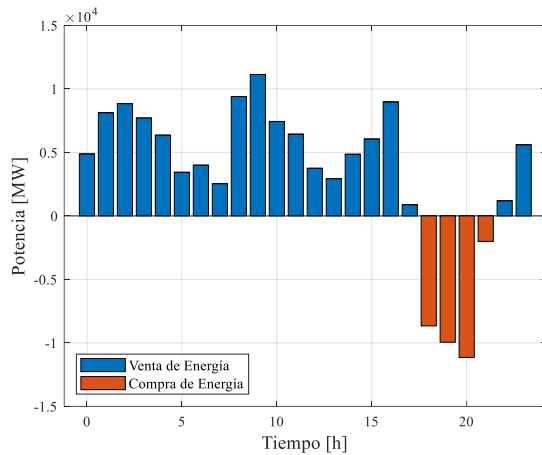


Figura 8. Compra y venta de energía total basado en programa de respuesta a la demanda

La figura 8 representa la suma total de potencia de las MR1, MR3 y MR3 que puede ser entregada a la red durante las 24 horas del día, además de la potencia total que se debe comprar, para las horas de demanda máxima se tiene que la hora 20 es en la que más se va a requerir de potencia, es decir en la hora 20 se debe comprar al sistema más potencia que en el resto de horas de demanda máxima.

	Potencia de venta de las MR	
	Potencia demanda mínima	Potencia demanda media
MR1	1.6 MW	25.2 MW
MR2	2.1 MW	23.4 MW
MR3	2.5 MW	23.1 MW
MRT	6.2 MW	71.7 MW

La potencia generada que puede vender cada una de las MR, además de la potencia total que pueden entregar en horas de demanda media y mínima se presenta en la tabla 2, se

parecía que en horas de demanda mínima la potencia que puede llegar a vender cada una de las MR no sobrepasa los 3 MW, teniendo 6,2 MW totales que se puede ofertar a la red. En cuanto a la potencia que se puede vender en horario de demanda media existe un gran incremento teniendo un total de 71,7 MW.

Tabla 4. Potencia que deben comprar las MR  
Potencia demanda mínima

MR1	10.3 MW
MR2	9.9 MW
MR3	11.6 MW
MRT	31.8 MW

La tabla 3 presenta la potencia que requiere de la red cada una de las MR, por tanto, representa la potencia que debe comprar las MR y esto se da en las horas de demanda máxima, lo que genera la MR1, MR2 y MR3 no es suficiente para satisfacer la demanda desde las 18 hasta las 21 horas, en este rango de tiempo requiere el total que puede generar cada MR es decir 10 MW.

## 4.1 Discusión

De acuerdo a los resultados obtenidos aplicando la metodología propuesta se obtiene mejores resultados que los observados dentro de los trabajos citados como [35] y [36].

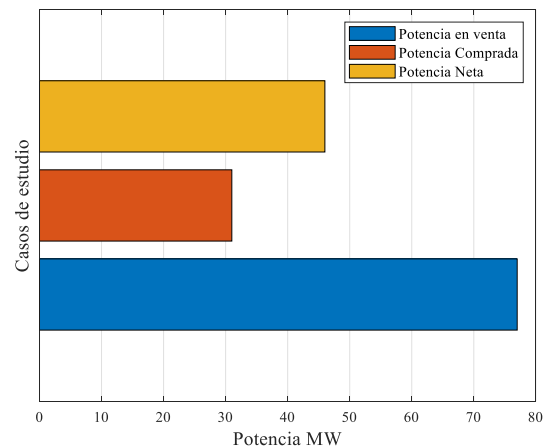


Figura 9. Potencia neta obtenida por las MR

En la figura 9 se puede apreciar el balance de potencia que se generó durante un día laboral, teniendo como resultado que en los casos de estudio de horas de demanda



mínima y media las MR pueden generar potencia que cumple con la demanda y pueden vender un total de 77.9 MW y está representada por la barra de color azul en la figura, mientras que para el caso de estudio 3 las MR deben comprar un total de 31.8 MW a la red, representado por la barra de color rojo, finalmente tenemos la potencia neta de color amarillo con un total de 46 MW, en conclusión de esta potencia se van a generar las ganancias netas de las MR al vender energía a la red eléctrica.

## 5 Conclusiones

Al analizar los casos de estudios propuestos se determinó que las micro-redes tienen una mayor participación en la venta de energía a la red eléctrica, dependiendo de la hora de demanda se tienen los siguientes resultados. Al encontrarse en horario de demanda mínima la MR1 aporta el 26% de la energía total de venta, la MR2 aporta con el 34% y finalmente la MR3 con el 40% siendo la micro-red que más energía de venta aporta. En cuanto al horario de demanda media las cosas cambian ya que la MR1 es la micro-red que más energía aporta para la venta con un 36%, mientras que la MR2 y MR3 aportan con un 32%. Al encontrarse en horario de demanda máxima las MR deben comprar energía a la red eléctrica, la MR1 es la que más energía debe comprar con un 37% del total, mientras que la MR2 es la que menos potencia debe comprar con el 31% del total.

Las micro-redes tienen una participación en la VPP que se conforma en gran porcentaje por las energías renovables, de tal manera que la MR1, MR2 y MR3 poseen generación eólica en 25% generación fotovoltaica en 20%, mientras que las centrales de generación no renovables ocupan el 55%, se puede concluir que existe una gran participación de las energías renovables al momento de generar potencia en la micro-red.

En comparación a otros métodos propuestos el algoritmo que se desarrolló

permite realizar la gestión de micro-redes de manera óptima, por consiguiente, el consumo de energía se minimiza, por el contrario, se maximiza la participación de las MR en los mercados eléctricos, dado que la de la energía generada durante todo el día el 59% es potencia neta que puede suministrar a la red eléctrica a modo de venta, las ganancias netas de las MR vendrán justamente de este porcentaje de potencia generada.

Al aplicar el programa a la demanda llamado pico crítico a cada una de las MR se logró cumplir uno de los objetivos propuestos, que es aumentar la participación de las micro-redes en los mercados eléctricos tomando en cuenta que las características de las MR son de tipo residenciales, por tanto el 60% de energía total de las MR puede ser vendido a la red eléctrica, siendo esta potencia la generada en su mayoría por energías renovables como los sistemas eólicos y fotovoltaicos de cada una de las MR.

## 6 Trabajos futuros

Partiendo de la investigación realizada se propone una nueva investigación en donde participen nuevos recursos energéticos distribuidos como centrales de generación biomasa o centrales mareomotrices lo que conlleva plantear el diseño de la micro-red en zonas costeras. Por lo tanto, se adquieren diferentes recursos energéticos.

Además, se plantea una nueva investigación considerando la naturaleza de las micro-redes, para el presente trabajo se desarrolló la MR con características de un sistema residencial, por lo tanto, se puede comparar con diferentes tipos de micro-redes por ejemplo campus universitario o tipo ciudad. Debido a que existen diferencias en las curvas de la demanda va existir variaciones en cuanto al aporte que puedan brindar al sistema.

## 7 Referencias

- [1] E. Fernandez, M. J. Hossain, K. Mahmud, M. S. H. Nizami, and M. Kashif, "A Bi-level optimization-based community energy management system for optimal energy sharing and trading among peers," *J. Clean. Prod.*, vol. 279, p. 123254, 2021.
- [2] K. Komala, K. P. Kumar, and S. H. C. Cherukuri, "Storage and non-Storage Methods of Power balancing to counter Uncertainty in Hybrid Microgrids - A review," *J. Energy Storage*, vol. 36, no. January, p. 102348, 2021.
- [3] R. Jansen and R. Karki, "Sustainable Energy Optimization in a Smart Microgrid," in *Reliable and Sustainable Electric Power and Energy Systems Management*, 2017, pp. 111–132.
- [4] L. Raju, A. A. Morais, R. Rathnakumar, P. Soundaryaa, and L. D. Thavam, "Micro-grid Grid Outage Management using Multi Agent Systems," *Energy Procedia*, vol. 117, pp. 112–119, 2017.
- [5] A. Cagnano, E. De Tuglie, and P. Mancarella, "Microgrids: Overview and guidelines for practical implementations and operation," *Applied Energy*. 2020.
- [6] L. Shen, X. Xu, T. Zheng, and J. Gu, "Research on Distribution Network Planning Containing Micro-grids," *2019 IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Asia, ISGT 2019*, no. 1, pp. 3283–3287, 2019.
- [7] N. Priyadharshini, S. Gomathy, and M. Sabarimuthu, "A review on microgrid architecture, cyber security threats and standards," *Mater. Today Proc.*, no. xxxx, 2020.
- [8] W. Feng *et al.*, "A review of microgrid development in the United States – A decade of progress on policies, demonstrations, controls, and software tools," *Appl. Energy*, vol. 228, no. June, pp. 1656–1668, 2018.
- [9] "Albuquerque development opens smart microgrid - POWERGrid International." [Online]. Available: <https://www.power-grid.com/smart-grid/albuquerque-development-opens-smart-microgrid/>. [Accessed: 16-Dec-2020].
- [10] "Huatacondo Microgrid -." [Online]. Available: <https://microgrid-symposiums.org/microgrid-examples-and-demonstrations/huatacondo-microgrid/>. [Accessed: 10-Jan-2021].
- [11] E. Georghiou, "Investigation of the Role of an Aggregator Operating in the European Spot and Balancing Markets; the Case of an Island," *2018 15th Int. Conf. Eur. Energy Mark.*, pp. 3–7, 2018.
- [12] Colombia Inteligente, "Parte I Antecedentes y Marco Conceptual del Análisis, Evaluación y Recomendaciones para la Implementación de Redes Inteligentes en Colombia," *Smart Grids Colomb. Vis. 2030*, p. 81, 2016.
- [13] B. Espinoza *et al.*, "Sistema inteligente de distribución de energía eléctrica," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 7, no. 1, pp. 1–12, 2016.
- [14] M. Castilla *et al.*, "The growing state of distributed generation and microgrids in the Ibero-American region: A view from the RIGMEI network," *2014 IEEE PES Transm. Distrib. Conf. Expo. PES T D-LA 2014 - Conf. Proc.*, vol. 2014-Octob, 2014.
- [15] A. B. Esan, O. Oghorada, and A. F. Agbetuyi, "Conceptual model

- framework for demand response ancillary services deployed by inter-connected microgrids in West Africa – A Nigerian case study,” *Renew. Energy Focus*, vol. 34, no. September, pp. 47–56, 2020.
- [16] B. Belmahdi and A. El Bouardi, “Simulation and optimization of microgrid distributed generation: A case study of university Abdelmalek Essaâdi in Morocco,” *Procedia Manuf.*, vol. 46, no. 2019, pp. 746–753, 2020.
- [17] I. Pavic, M. Beus, H. Pandzic, T. Capuder, and I. Stritof, “Electricity markets overview - Market participation possibilities for renewable and distributed energy resources,” *Int. Conf. Eur. Energy Mark. EEM*, 2017.
- [18] A. Viana, *Using market mechanisms for a reliable energy transition in Latin America*. INC, 2020.
- [19] K. Poplavskaia, G. Totschnig, F. Leimgruber, G. Doorman, G. Etienne, and L. de Vries, “Integration of day-ahead market and redispatch to increase cross-border exchanges in the European electricity market,” *Appl. Energy*, vol. 278, p. 115669, 2020.
- [20] T. Kristiansen, “The flow based market coupling arrangement in Europe: Implications for traders,” *Energy Strateg. Rev.*, vol. 27, p. 100444, 2020.
- [21] G. Plancke, K. De Vos, C. De Jonghe, and R. Belmans, “Efficient use of transmission capacity for cross-border trading: Available Transfer Capacity versus flow-based approach,” *2016 IEEE Int. Energy Conf. ENERGYCON 2016*, 2016.
- [22] K. Van den Bergh, J. Boury, and E. Delarue, “The Flow-Based Market Coupling in Central Western Europe: Concepts and definitions,” *Electr. J.*, vol. 29, no. 1, pp. 24–29, 2016.
- [23] X. Xue, C. Zhou, Y. Zhu, Z. Li, and Y. Zeng, “Research on Evaluation Indicators System for Electricity Market in China,” *2019 IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Asia, ISGT 2019*, pp. 3095–3098, 2019.
- [24] T. Ding *et al.*, “Joint electricity and carbon market for Northeast Asia energy interconnection,” *Glob. Energy Interconnect.*, vol. 3, no. 2, pp. 99–110, 2020.
- [25] Y. Liu and H. Chen, “Construction and Enlightenment of Japan’s New Electricity Market,” *2019 IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Asia, ISGT 2019*, pp. 3020–3025, 2019.
- [26] S. M. Sirin and B. N. Yilmaz, “Variable renewable energy technologies in the Turkish electricity market: Quantile regression analysis of the merit-order effect,” *Energy Policy*, vol. 144, no. September 2019, p. 111660, 2020.
- [27] C. Wu, Q. Sui, X. Lin, Z. Wang, and Z. Li, “Scheduling of energy management based on battery logistics in pelagic islanded microgrid clusters,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 127, no. December 2020, p. 106573, 2021.
- [28] M. Adly and K. Strunz, “DC microgrid small-signal stability and control: Sufficient stability criterion and stabilizer design,” *Sustain. Energy, Grids Networks*, vol. 26, p. 100435, 2021.
- [29] B. Patnaik, M. Mishra, R. C. Bansal, and R. K. Jena, “AC microgrid protection – A review: Current and future prospective,” *Appl. Energy*, vol. 271, no. June, p. 115210, 2020.
- [30] G. D. Agundis Tinajero, M. Nasir, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, “Comprehensive power flow modelling of hierarchically controlled AC/DC hybrid islanded

- microgrids,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 127, no. November 2020, p. 106629, 2021.
- [31] S. K. Gupta and S. Pradhan, “A review of recent advances and the role of nanofluid in solar photovoltaic thermal (PV/T) system,” *Mater. Today Proc.*, 2020.
- [32] T. Adefarati, R. C. Bansal, M. Bettayeb, and R. Naidoo, “Optimal energy management of a PV-WTG-BSS-DG microgrid system,” *Energy*, vol. 217, p. 119358, 2021.
- [33] G. B. Arjun Kumar, Shivashankar, and B. Shree Ram, “Hybrid PV - Wind driven generator supplying AC/DC microgrid for rural electrification,” *2018 3rd IEEE Int. Conf. Recent Trends Electron. Inf. Commun. Technol. RTEICT 2018 - Proc.*, pp. 2283–2287, 2018.
- [34] M. Clayton and G. Masada, “BESS control on an microgrid with significant wind generation,” *2017 IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, pp. 1–5, 2017.
- [35] G. K. Suman, J. M. Guerrero, and O. P. Roy, “Optimisation of solar/wind/bio-generator/diesel/battery based microgrids for rural areas: A PSO-GWO approach,” *Sustain. Cities Soc.*, vol. 67, no. November 2020, p. 102723, 2021.
- [36] E. S. Mehrabadi and S. Sathiakumar, “Optimal scheduling of CHP-based industrial microgrid,” *26th Int. Conf. Syst. Eng. ICSEng 2018 - Proc.*, 2019.
- [37] G. Jáuregui and E. García, “Programación de recursos para una óptima respuesta a la demanda por la penetración de energía renovable en micro-redes,” p. 31, 2018.
- [38] E. Jimenez and E. García, “Asignación de recursos en una micro-red social con sistemas fotovoltaicos basado en el control de carga,” 2020.
- [39] Z. Wang *et al.*, “Calibrating synchronous-generator-interfaced DG models in microgrids using multiple event data,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 120, no. January, p. 105989, 2020.
- [40] H. Xu, Z. Meng, and Y. Wang, “Economic dispatching of microgrid considering renewable energy uncertainty and demand side response,” *Energy Reports*, vol. 6, pp. 196–204, 2020.
- [41] R. Pachacama and E. García, “Respuesta de la demanda sobre tarifas de energía eléctrica mediante asignación óptima de recursos en microrredes inteligentes conectadas a la red eléctrica,” 2020.
- [42] P. Hajiamoosha, A. Rastgou, S. Bahramara, and S. M. Bagher Sadati, “Stochastic energy management in a renewable energy-based microgrid considering demand response program,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 129, no. June 2020, p. 106791, 2021.
- [43] S. Díaz, Y. Gómez, J. Silva, and E. Noriega, “Estudio comparativo de modelos de mercados eléctricos en países de America Latina,” *Espacios*, vol. 38, no. 58, 2017.
- [44] G. C. R. Dubrovsky, Hilda; Nadal, “Rol y perspectivas del gas natural en la transformación energética de América Latina,” *Cepal*, p. 98, 2019.
- [45] L. A. Paredes *et al.*, “Estadísticas Anuales Y Multianual Del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2018,” *Rev. Bras. Energ. Sol.*, vol. 16, no. I, pp. 47–54, 2019.
- [46] “Arconel contribuye a la Normativa Binacional de Electricidad entre Colombia y Ecuador – ARCONEL.” [Online]. Available: <https://www.regulacionelectrica.gob>

.ec/arconel-contribuye-a-la-normativa-binacional-de-electricidad-entre-colombia-y-ecuador/. [Accessed: 13-Apr-2021].

## 7.1 Matriz de Estado del Arte

Tabla 5. Matriz de estado del arte

SISTEMA ÓPTIMO DE GESTIÓN DE MICRO-REDES DISTRIBUIDAS GEOGRÁFICAMENTE QUE PERMITAN MAXIMIZAR LA VENTA DE ENERGÍA BASADOS EN PROGRAMAS DE RESPUESTA DE LA DEMANDA																													
r	DATOS						TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA						
ITEM	AÑO DE PUBLICACIÓN	TÍTULO DEL ARTÍCULO	REFERENCIA	MICRO-RED	GESTIÓN DE DEMANDA	RESPUESTA A LA DEMADA	GENERACION DISTRIBUIDA	MERCADOS ELECTRICOS	MICRO-RED	MERCADOS ELÉCTRICOS	GENERACIÓN DISTRIBUIDA	RESPUESTA A LA DEMADA	COSTOS OPERATIVOS	VARIABILIDAD DE LOS RECURSOS	LEYES	MERCADO	EMISIONES	COSTOS DE IMPLEMENTACIÓN	RESPUESTA A LA DEMANDA	PROGRAMACIÓN MILP	SISTEMAS DE GESTIÓN	ALGORITMO ESTOCÁSTICO	RECURSOS DISTRIBUIDOS	RESPUESTA A LA DEMANDA	MERCADOS ELECTRICOS	SISTEMA DE GESTION	SISTEMAS SCADA	GENERACION DISTRIBUIDA	
1	2021	A Bi-level optimization-based community energy management system for optimal energy sharing and trading among peers	E. Fernandex, J. Hossain, K Mahmud	✖		✖			✖			✖		✖						✖			✖			✖	✖		
2	2021	Storage and non-Storage Methods of Power balancing to counter Uncertainty in Hybrid Microgrids - A review	K. Komala, P. Kumar	✖			✖	✖	✖	✖	✖				✖	✖				✖		✖					✖		✖
3	2017	Sustainable Energy Optimization in a Smart Microgrid	R. Jansen and R. Karki	✖	✖				✖							✖	✖				✖			✖	✖	✖		✖	✖
4	2017	Micro-grid Grid Outage Management using Multi Agent Systems	L.Raju and A. Moris	✖		✖		✖		✖		✖	✖	✖	✖				✖	✖		✖			✖	✖	✖		✖
5	2020	Microgrids: Overview and guidelines for practical implementations and operation	A. Cagnano, E. De Tuglie, P. Mancarella	✖		✖		✖	✖	✖		✖			✖	✖				✖							✖		
6	2019	Research on Distribution Network Planning Containing Micro-grids	L. Shen, X. Xu, T. Zheng, and J. Gu	✖		✖	✖					✖	✖		✖	✖	✖				✖						✖		
7	2020	A review on microgrid architecture, cyber security threats and standards	N. Priyadharshini, S. Gomathy, and M. Sabarimuthu	✖	✖	✖		✖	✖	✖		✖	✖		✖				✖					✖	✖		✖		
8	2018	A review of microgrid development in the United States – A decade of progress on policies, demonstrations, controls, and software tools	W. Feng	✖	✖				✖				✖						✖	✖		✖				✖	✖	✖	

9	2020	Albuquerque development opens smart microgrid - POWERGrid International	Online		✗		✗				✗				✗		✗	✗							✗	✗	
10	2021	Huatacondo Microgrid	Online	✗	✗										✗		✗		✗					✗		✗	
11	2018	Investigation of the Role of an Aggregator Operating in the European Spot and Balancing Markets; the Case of an Island	E. Georghiou		✗	✗	✗				✗	✗	✗	✗		✗		✗	✗						✗	✗	✗
12	2016	Parte I Antecedentes y Marco Conceptual del Análisis, Evaluación y Recomendaciones para la Implementación de Redes Inteligentes en Colombia	Colombia Inteligente	✗		✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗		✗				✗							✗	
13	2016	Sistema inteligente de distribución de energía eléctrica	B. Espinoza		✗										✗	✗					✗	✗		✗		✗	
14	2014	The growing state of distributed generation and microgrids in the Ibero-American region: A view from the RIGMEI network	M. Castilla		✗	✗		✗		✗		✗			✗	✗		✗		✗					✗	✗	✗
15	2020	Conceptual model framework for demand response ancillary services deployed by inter-connected microgrids in West Africa – A Nigerian case study	B. Esan, O. Oghorada, and A. Agbetuyi	✗		✗	✗		✗		✗	✗	✗	✗		✗		✗						✗	✗	✗	✗
16	2020	Simulation and optimization of microgrid distributed generation: A case study of university Abdelmalek Essaâdi in Morocco	B. Belmahdi and A. El Bouardi		✗	✗					✗			✗	✗				✗	✗	✗		✗		✗		
17	2017	Electricity markets overview - Market participation possibilities for renewable and distributed energy resources	I. Pavic, M. Beus, H. Pandzic		✗								✗		✗							✗			✗	✗	
18	2020	Using market mechanisms for a reliable energy transition in Latin America. INC	A. Viana			✗	✗	✗		✗	✗	✗		✗	✗	✗				✗						✗	
19	2020	Integration of day-ahead market and redispatch to increase cross-border exchanges in the European electricity market	K. Poplavskaya, G. Totschnig	✗	✗		✗	✗	✗	✗	✗			✗		✗						✗		✗		✗	
20	2020	The flow based market coupling arrangement in Europe: Implications for traders	T. Kristiansen	✗	✗	✗		✗		✗		✗			✗	✗								✗	✗		✗
21	2016	Efficient use of transmission capacity for cross-border trading: Available Transfer Capacity versus flow-based approach	G. Plancke, K. De Vos	✗			✗	✗	✗	✗	✗				✗		✗				✗		✗		✗		
22	2016	Life cycle sustainability assessment of the Spanish electricity: Past, present and future projections	K. Van den Bergh, J. Boury,	✗	✗	✗		✗	✗	✗		✗			✗		✗	✗					✗	✗			
23	2019	Research on Evaluation Indicators System for Electricity Market in China," 2019 IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Asia, ISGT 2019	X. Xue, C. Zhou, Y. Zhu	✗		✗		✗		✗		✗	✗	✗	✗									✗			
24	2020	Joint electricity and carbon market for Northeast Asia energy interconnection	T. Ding	✗	✗	✗	✗		✗		✗	✗	✗	✗	✗									✗	✗		
25	2019	Construction and Enlightenment of Japan's New Electricity Market	Y. Liu and H. Chen	✗	✗	✗			✗			✗			✗									✗	✗		
26	2020	Variable renewable energy technologies in the Turkish electricity market: Quantile regression analysis of the merit-order effect	M. Sirin and B. Yilmaz	✗			✗	✗		✗	✗				✗									✗	✗		
27	2021	Scheduling of energy management based on battery logistics in pelagic islanded microgrid clusters	C. Wu, Q. Sui, X. Lin	✗		✗		✗		✗		✗			✗	✗				✗				✗		✗	
28	2021	DC microgrid small-signal stability and control: Sufficient stability criterion and stabilizer design	M. Adly and K. Strunz	✗	✗		✗	✗		✗	✗		✗		✗									✗	✗		
29	2020	AC microgrid protection – A review: Current and future prospective	B. Patnaik, M. Mishra	✗		✗		✗	✗	✗		✗			✗									✗	✗		

30	2021	Comprehensive power flow modelling of hierarchically controlled AC/DC hybrid islanded microgrids	D. Agundis	✖	✖	✖		✖		✖		✖		✖	✖							✖	✖		✖		✖		
31	2020	A review of recent advances and the role of nanofluid in solar photovoltaic thermal (PV/T) system	K. Gupta and S. Pradhan	✖			✖	✖	✖	✖	✖			✖		✖				✖		✖		✖		✖			
32	2021	Optimal energy management of a PV-WTG-BSS-DG microgrid system	T. Adefarati, R. Bansal, M. Bettayeb	✖	✖	✖		✖	✖	✖		✖		✖		✖	✖					✖	✖						
33	2018	Hybrid PV -Wind driven generator supplying AC/DC microgrid for rural electrification	B. Arjun Kumar, Shivashankar	✖		✖			✖			✖		✖					✖			✖			✖	✖			
34	2017	BESS control on an microgrid with significant wind generation	M. Clayton and G. Masada	✖			✖	✖	✖	✖	✖				✖	✖			✖		✖					✖		✖	
35	2021	Optimisation of solar/wind/bio-generator/diesel/battery based microgrids for rural areas: A PSO-GWO approach	K. Suman, J. Guerrero, and P. Roy	✖	✖				✖						✖	✖			✖			✖	✖			✖	✖		
36	2019	Optimal scheduling of CHP-based industrial microgrid	S. Mehrabadi and S. Sathiakumar	✖		✖		✖	✖	✖		✖	✖	✖	✖			✖	✖		✖			✖		✖		✖	
37	2018	“Programación de recursos para una óptima respuesta a la demanda por la penetración de energía renovable en micro-redes	G. Jáuregui and E. García	✖		✖		✖	✖	✖		✖			✖	✖				✖					✖				
38	2020	Asignación de recursos en una micro-red social con sistemas fotovoltaicos basado en el control de carga	E. Jimenez and E. García	✖		✖	✖		✖		✖	✖			✖	✖	✖				✖				✖				
39	2020	Calibrating synchronous-generator-interfaced DG models in microgrids using multiple event data	Z. Wang	✖	✖	✖		✖	✖	✖		✖	✖		✖			✖				✖	✖		✖				
40	2020	Economic dispatching of microgrid considering renewable energy uncertainty and demand side response	H. Xu, Z. Meng, and Y. Wang	✖	✖				✖			✖						✖	✖		✖				✖	✖	✖		
41	2020	Respuesta de la demanda sobre tarifas de energía eléctrica mediante asignación óptima de recursos en microrredes inteligentes conectadas a la red eléctrica	R. Pachacama and E. García		✖		✖				✖				✖		✖	✖	✖						✖	✖			
42	2021	Stochastic energy management in a renewable energy-based microgrid considering demand response program	P. Hajiamoozsha, A. Rastgou	✖	✖				✖						✖		✖		✖					✖		✖			
43	2019	Estadísticas Anuales Y Multianual Del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2018	A. Paredes		✖	✖	✖	✖			✖	✖	✖	✖		✖		✖	✖						✖	✖		✖	
44	2021	Arconel contribuye a la Normativa Binacional de Electricidad entre Colombia y Ecuador – ARCONEL	ARCONEL	✖		✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖		✖					✖					✖				
45	2017	Estudio comparativo de modelos de mercados eléctricos en países de America Latina	S. Díaz, Y. Gómez, J. Silva		✖										✖	✖					✖	✖		✖		✖			
46	2019	Rol y perspectivas del gas natural en la transformación energética de América Latina	R. Dubrovsky		✖	✖	✖	✖				✖	✖	✖	✖		✖		✖	✖					✖	✖		✖	
				CANTIDAD:	35	26	28	19	24	26	24	19	28	13	13	30	26	8	17	13	12	11	9	15	26	11	35	9	12



## 7.2 Resumen de Indicadores

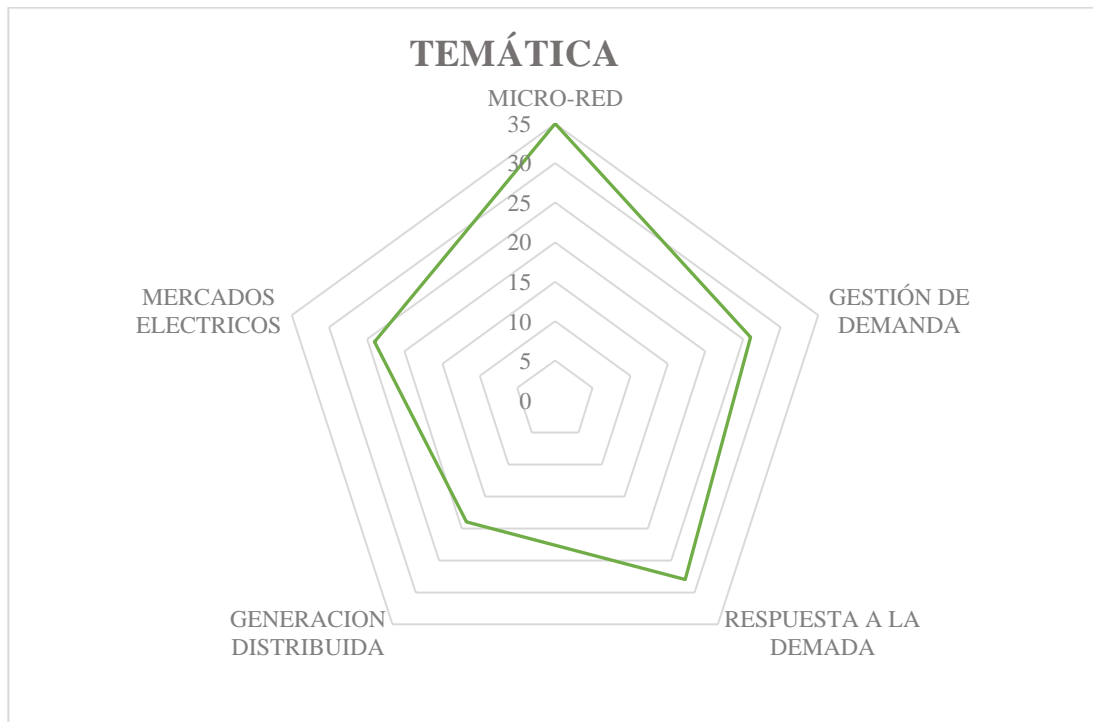


Figura 10. Resumen e indicador del problema propuesto

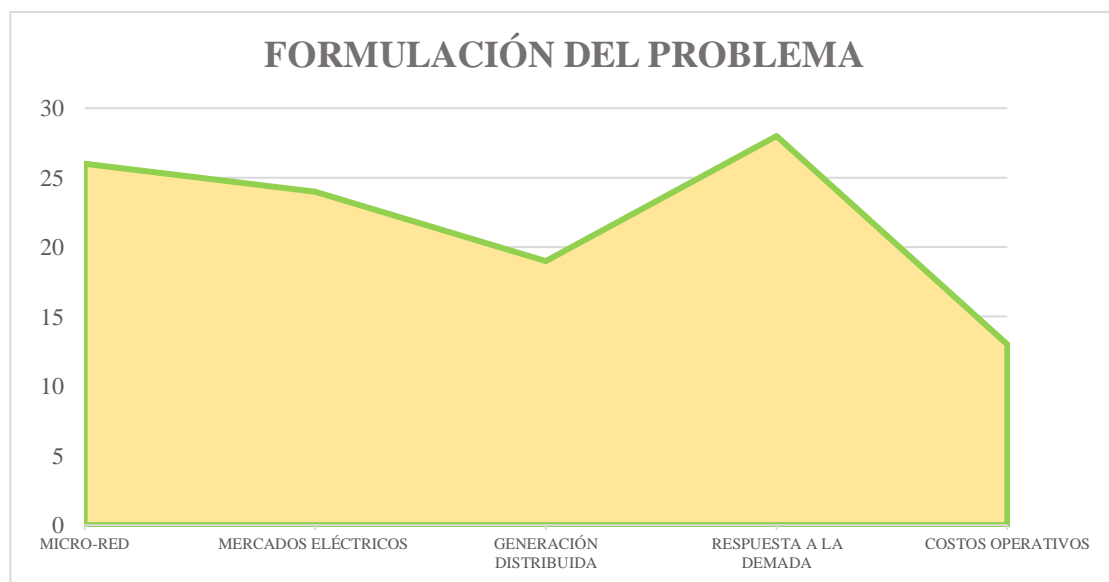


Figura 11. Indicador de formulación del problema – Estado del Arte

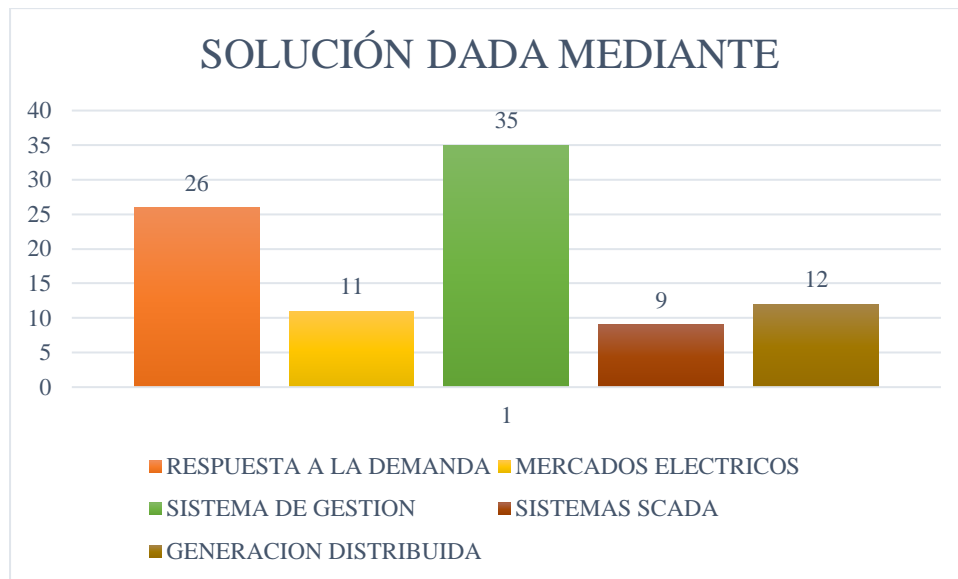


Figura 12. Indicador de solución – Estado del arte